Current Issue Review 83-5E

EAST COAST OFFSHORE OIL AND GAS DEVELOPMENT

Lynne C. Myers
Sonya Dakers
Science and Technology Division

Revised 24 August 2000

Library of Parliament
Bibliothèque du Parlement

Parliamentary Research Branch

The Parliamentary Research Branch of the Library of Parliament works exclusively for Parliament, conducting research and providing information for Committees and Members of the Senate and the House of Commons. This service is extended without partisan bias in such forms as Reports, Background Papers and Issue Reviews. Research Officers in the Branch are also available for personal consultation in their respective fields of expertise.

N.B. Any substantive changes in this publication which have been made since the preceding issue are indicated in **bold print**.

CE DOCUMENT EST AUSSI PUBLIÉ EN FRANÇAIS

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

101-06522/

TABLE OF CONTENTS

Page

ISSUE DEFINITION 1

BACKGROUND AND ANALYSIS 2

A. Exploration 2
1. A Historical Perspective 2
2. Environmental Impact 3
3. Icebergs, Storms and Safety 4
4. Jurisdictional Disputes 7

B. Development 7
1. The Impact of Oil and Gas Development 7
2. Development off Nova Scotia 9
3. Hibernia Development 11
a. Introduction 11
b. History 11
c. Recent Events 13
4. Other Development on the Grand Banks 14

CHRONOLOGY 16

SELECTED REFERENCES 18

CANADA

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

EAST COAST OFFSHORE OIL AND GAS DEVELOPMENT*

ISSUE DEFINITION

The discovery of important accumulations of oil and natural gas in the east coast offshore region promises major economic and strategic benefits to Canada.

In particular, two important finds – the Venture natural gas field and the Hibernia oil field – spurred unprecedented oil and gas activity in Atlantic Canada in the 1980s in spite of a long-standing jurisdictional dispute between the federal government and Newfoundland. In March 1984, the Supreme Court of Canada ruled on the legal question of ownership, opening the door for exploration to proceed but without Newfoundland's agreement. After further negotiations, a federal-provincial agreement on the joint management of offshore oil and gas development, similar to that already in place with Nova Scotia, was signed in February 1985.

Exploration and development are bringing benefits to the region, for example, local employment, the building of oil and gas transmission systems, and the construction, supply and servicing of rigs and production platforms. However, they also bring a number of potential problems. One is the safety of offshore drilling activities, given the severe climatic conditions in which drill rigs operate. Another concerns the socio-economic impact of oil and gas development on the region in terms of demand for goods and services, infrastructure, and employment and training. The pace of development will be crucial in optimizing local business and employment opportunities and minimizing disruption of services.

Conflicts between the new oil and gas industry and the historically all-important fishing industry will have to be resolved as will the effects of development on marine resources.

---

* The original version of this Current Issue Review was published in May 1983; the paper has been regularly updated since that time.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

BACKGROUND AND ANALYSIS

A. Exploration

1. A Historical Perspective

The widely accepted theory of plate tectonics holds that the sedimentary basin off Canada's east coast was once part of Europe. Because this area apparently shares a close geological link with the North Sea, it is not unreasonable to assume that it might share some of its hydrocarbon potential as well. To date, the United Kingdom's part of the North Sea alone has revealed some 22 billion barrels of recoverable oil. These favourable geological prospects prompted the start of oil and gas exploration off the east coast of Canada in 1966. Although early drilling results were not spectacular, there were numerous tantalizing "shows" of oil and gas. The prospect of success, coupled with developments in the North Sea oil fields, encouraged the exploration companies to return year after year to continue their modest drilling programs.

The first well was drilled on the Grand Banks of Newfoundland in 1966 and a show of natural gas was found. The Scotian Shelf area off Nova Scotia was first explored in 1967, the Gulf of St. Lawrence in 1970, the Labrador Shelf in 1971, the East Newfoundland Shelf in 1974 and the Bay of Fundy in 1975. Although many wells showed traces of oil and/or gas, the first major gas field – the Venture field off Sable Island – was not discovered until 1979. It is now estimated that Venture contains natural gas reserves in excess of 72 billion cubic metres (approximately 2.5 trillion cubic feet). On a national scale, in a country with established natural gas reserves of 4 trillion cubic metres, this discovery may not appear especially exciting; however, its location, close to the one region of Canada still dependent on imported oil for most of its energy needs, is of particular strategic significance.

The Venture discovery was followed within months by the announcement that a significant oil field had been found on the Grand Banks, namely the Hibernia field, which was originally estimated to hold recoverable reserves of 175 million cubic metres (1.1 billion barrels). This estimate has since been reduced to a maximum of 83 million cubic metres (520 million barrels). At the time, Hibernia represented a find of national importance, given the fact that established Canadian reserves of conventional crude oil had been falling for more than a decade.

News of Hibernia set off a round of increased exploration activity in the east coast offshore region, particularly in the Jeanne d'Arc Basin where Hibernia is located.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

Whereas between 1966 and 1979, investment in the search for hydrocarbons off Canada's east coast totalled about $300 million, exploration companies spent $442 million in 1981 alone. Coincident with the Petroleum Incentive Program (PIP), put in place in 1982 and phased out beginning in March 1986, companies spent $4.5 billion on exploration within this region. Although only eight or nine wells were completed each year between 1978 and 1982, a total of 21 wells were completed in 1983 and another 23 wells in 1984 when rig activity was at its peak. By November 1986, the pace of activity slackened so that by the 1989 season only two wells were completed, both located in the Newfoundland offshore. One resulted in a new discovery of natural gas and oil. Canada Oil and Gas Lands Administration reported that, as of 1989, best current estimates of east coast offshore discovered resources were 258.9 million cubic metres (1.6 billion barrels) of oil and condensate as well as 313.4 billion cubic metres (11 trillion cubic feet) of natural gas. This was after 24 years of drilling and 43 significant hydrocarbon discoveries. One well was drilled in 1990. Activity rose in 1991 with seven exploratory wells, five of them off Newfoundland. The first five production wells were also drilled off Nova Scotia in that year. No drilling activity off Newfoundland occurred in 1992 or 1993. Off Nova Scotia, three production wells were drilled in 1992 and seven in 1993. After a drought in drilling activity of about four years, several companies announced plans to drill exploratory wells in 1997. **In 1999, three exploratory wells and four delineation wells were drilled offshore Newfoundland and nine geophysical programs were carried out. The renewed interest in the east coast offshore has now expanded beyond the Jeanne d'Arc Basin to the Flemish Pass area. This is an important development for Newfoundland's offshore industry because it opens up a relatively new basin with greater potential for new discoveries.**

In 1997, the Canada Newfoundland Offshore Petroleum Board was optimistically pegging the potential of the east coast offshore region at 5.8 billion barrels of oil and 52 trillion cubic feet of gas.

2. Environmental Impact

Although potential environmental problems are of concern anywhere oil and gas development occurs, the fishing grounds on the Grand Banks, the Scotian Shelf and the northern waters off Labrador are especially vulnerable. The Hibernia region is also an important fish spawning ground and fish larvae are known to be very susceptible to even slight traces of pollution.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

During the exploration phase, drilling fluids, drill cuttings and water associated with oil and gas deposits are released into the sea. Some of the additives contained in drilling fluids are toxic to marine organisms. Control must be exercised over the quantities and types of wastes released by exploration operations if damage to the fishery is to be minimized.

A second major environmental concern is the possibility of a well blowout. The potential for serious environmental impact is reinforced by the severe winter weather conditions and the presence in some areas of an impenetrable cover of pack ice. Such conditions could delay efforts to cap a well, thereby increasing the magnitude of environmental damage. In fact, two blowouts occurred in the area in 1984 – in two gas wells being drilled in the Venture field off Sable Island. The first well was brought under control ten days after the initial incident in March 1984; the second well, which blew in September 1984, was only permanently capped and abandoned in July 1985. As predicted, weather conditions hampered attempts to assess and to rectify the situation. It was fortunate that low-sulphur gas, rather than crude oil, was flowing uncontrollably from the wells.

Environmental pollution of quite a different nature has presented a problem in the North Sea and could occur in the east coast region. Supply vessels and service boats have been known to dump large chunks of unwanted machinery overboard as they travel to and from rigs. This debris, lying on the bottom, can damage fish nets dragged along the sea floor. In one instance, it cost the oil companies $60 million to clean up a section of the North Sea fishing grounds which had been littered with such garbage.

These environmental concerns are not restricted to the exploration phase; they could be compounded during the development and production phases. Strictly enforced regulations and constant vigilance will be necessary if environmental damage is to be minimized.

3. Icebergs, Storms and Safety

Photographs taken with sophisticated sonar "cameras" show deep trenches and furrows crisscrossing the seabed off Canada's east coast. Trenches up to 15 metres deep, 200 metres across and three kilometres long bear mute testimony to the passage of massive icebergs (known as iceberg scouring). These icebergs, which can weigh up to 50 million tonnes and tower like skyscrapers above the water, are one of the most serious threats to offshore activities. The presence of icebergs and "bergy bits" (smaller chunks of ice which have broken away from the main

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

iceberg), as well as fierce Atlantic storms featuring high winds, freezing spray, snow and low visibility, testify to the extreme conditions under which exploration is taking place.

February is a particularly bad month for drilling, and there is some debate as to whether winter operations should be allowed at all. The winter of 1982-1983, for example, was exceptionally severe. The International Ice Patrol reported 120 iceberg sightings south of 48°N in February 1983. The average, since 1900, is nine for this month. One method used to remove the threat that bergs pose to drill rigs is to tow them away from the general area of the rig. This becomes impossible, however, when the presence of an iceberg near a rig coincides with high winds and rough seas. Such a combination of conditions is not unusual and, in fact, occurred in February 1983 when the West Venture rig drilling in the Hibernia field found itself with about ten icebergs and many bergy bits in the vicinity. Regulations call for the rig to cease drilling, secure the drill hole, and move out of the area if bergs come within a red alert zone. The West Venture attempted to do this but, because of rough seas, the ten anchors which keep it in place over the drill site could not be pulled. None of the 84 people on board could be evacuated by helicopter or by service vessel, due to the weather conditions. Fortunately for all concerned, the storm passed; if necessary, the icebergs could have been towed away and people could have been evacuated by helicopter. This episode indicates the hazards of operating in the offshore. In fact, the Newfoundland government ordered rigs to return to port again in February 1984, because of potential ice-related problems. The federal government ordered the same rigs to keep drilling or lose their PIP grants. Until 20 February 1984, drill operators complied with the federal directives; however, on that date, two of the rigs moved off-site when threatened by an ice pack of greater length than Prince Edward Island. The situation was ultimately resolved by the breakup of the icepack.

A new type of drill rig, which is dynamically positioned instead of anchored, was introduced in July 1983 in an effort to alleviate some of the difficulties experienced by the West Venture. The Sedco 710, a $150 million semi-submersible rig, was custom-built in Japan in a joint venture between Petro-Canada and Sedco Inc. of Dallas. Positioned over the drill hole by powerful computer-guided thrusters, it is more mobile than the anchored rigs and so can quickly move out of the way of icebergs.

The drilling rigs are equipped with radar systems designed to locate and monitor the movement of icebergs. When weather permits, overflights are carried out on a regular basis with sightings being made visually and with radar. A high sea state decreases the effectiveness of both

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

types of detection; in bad weather, flights often have to be cancelled. A third method of iceberg detection involves vessel ice patrols. These depend on line-of-sight detection and are therefore influenced by visibility and sea state.

Petroleum production methods in some areas, such as Hibernia, will also have to contend with iceberg scouring, all but eliminating the possibility of a pipeline on the seabed as a means of bringing the oil or gas onshore from many parts of the east coast offshore. The detection and avoidance of icebergs will remain an issue of importance and concern as exploration, development and production proceed.

The Flemish Pass area, which is now being explored, will not face the same limitations relating to iceberg scouring because it is a deep-water play. On the other hand, a deep-water play has other challenges that will need to be addressed.

In February 1982, severe weather conditions combined with other factors to cause the worst disaster ever to strike the Canadian offshore oil and gas industry. On 15 February 1982, the drill rig Ocean Ranger sank 280 kilometres southeast of St. John's, Newfoundland, in 85 metres of water. All 84 crew members were lost in this tragic accident. The meteorological records show that waves as high as 26 metres (85 feet) and winds as high as 90 knots (104 mph) hammered the rig the day it went down.

A Royal Commission headed by Chief Justice T.A. Hickman of the Supreme Court of Newfoundland investigated the accident and issued its 400-page report in August 1984. It concluded that a chain of events which included a severe winter storm, design inadequacies and lack of knowledgeable human intervention caused the loss of the Ocean Ranger and its crew. The rig capsized and sank after seawater had entered the ballast control room through a porthole smashed during the violent storm; this caused the ballast control system to malfunction. The Commission concluded that, despite this occurrence, if the crew had simply shut off the electrical supply and shut the deadlights (steel shields which were to protect the portholes), the rig would have survived the storm. Instead, the crew, who did not properly understand the ballast system, reactivated it and thereby inadvertently let more water into the port portion – leading to the eventual capsizing of the rig and loss of the entire crew.

The Commission felt that the ballast control system was too complicated, the crew inadequately familiar with its operation, and the rig insufficiently equipped with lifeboats and survival gear. In addition, testimony before the Commission revealed inadequacies in the

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

emergency evacuation training that crew members had received. A second 693-page report, issued in July 1985, contained 70 recommendations on methods to improve east coast offshore safety.

Even before the Royal Commission reports were issued, the federal and provincial regulations were changed to strengthen the safety systems on drill rigs. All rigs are now required to carry 200% lifeboat and survival suit capacity, and all employees must take a Marine Emergency Duties course.

According to the federal government, 85% of the recommendations had been totally or partially implemented by April 1986. The last of the recommendations were implemented with the passage of Bill C-58, *An Act to amend the Oil and Gas Production and Conservation Act*, which received Royal Assent on 23 June 1992. Despite these and other efforts to upgrade safety measures on oil drilling rigs, the fact remains that the east coast offshore can present a very inhospitable environment for human activities.

4. Jurisdictional Disputes

The most contentious issue which faced the east coast offshore oil and gas industry in its early years was the question of who owns the offshore resources – the federal or provincial government. While the question of jurisdiction varies from province to province, nowhere was it more contentious than in Newfoundland.

The legal aspects of this historical federal-provincial dispute are set out in some detail in the archived Current Issue Review 80-8E, *Offshore Mineral Resources: Legal Aspects*.

B. Development

1. The Impact of Oil and Gas Development

Oil and gas development, not exploration, will have the greatest impact on the economy and the social fabric of Atlantic Canada in the coming years. Exploration expenditure does affect the local economy to a great extent, and is more likely to be seasonal and is much less "permanent" than the development and production stages. Nonetheless, many of the issues discussed in this section are applicable to the exploration phase as well.

To be very concise in quantifying the future impact of oil and gas development on the Atlantic region, one word will suffice – massive. As exploration increases and gives rise to development and production, the local requirements for goods and services will soar. The long list

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

will include drill rigs, drilling fluids and drill pipes; food for the rig crews and for supply ships and their crews; engineering, geological and biological researchers and their ships as well as their equipment and provision needs; warehouse facilities and port facilities; housing and schools for the families of those working the rigs and supply vessels; people and equipment to supply essential meteorological information; and new sophisticated communications and data processing equipment. This tremendous need for human resources, goods and services provides an opportunity for the Atlantic provinces to turn their economies around. But if too much expansion takes place too fast, can the society cope with the changes? Can local human resources fill the requirements of the new industry and can local companies grow fast enough to meet demand? If development comes quickly and demands cannot be filled locally, the oil and gas industry will look elsewhere and the region will lose out on these opportunities. There is also great interprovincial rivalry to capture as much of the offshore service industry as possible.

The Province of Newfoundland, for example, has a "Newfoundland first" policy whereby companies are required by law to give preference to local labour, goods and services and local supply contractors where these are competitive in terms of price, quality and deliverability. In addition, under current Newfoundland regulations, future development plans must first be approved by the energy minister and will then be thrown open to public scrutiny and debate. There is even provision for a waiting period if development appears to be moving faster than local capabilities can handle. Companies have been complying with the requirements, and the participation rate for local labour has been very high in some categories (varying from 55% for seismic operations to 71% for support staff). The province carried out a study entitled "The Economic Impact of Future Offshore Petroleum Exploration," identifying the areas in which the province could improve its share of the economic impact and the means by which local participation could be maximized. Two areas identified for further development were the provision of infrastructure (port facilities and air bases) and indirect services such as catering and electronic instrument servicing. The potential for economic development related to Hibernia is tremendous. **In its most recent annual report, Management and Development Company reported expenditures on Hibernia of $303 million for 1999-2000, with Canadian and Newfoundland content of 73% and 54% respectively.** Total operating costs during the life of the project are estimated at an additional $11.5 billion.

Although the potential benefit of this economic development is great, the possibility of concurrent social disruption is a cause for concern. The high labour demands for service, seismic

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

and supply vessels will attract many qualified workers away from the traditional fishery, and the environmental concerns already noted put the oil and fishing industry at loggerheads. The influx of new people and large amounts of money seem certain to change island life dramatically – and not necessarily for the better.

The Newfoundland Government is not alone in its desire to maximize local benefits while at the same time minimizing the negative social implications. Nova Scotia has also studied the problem. A report entitled "Scotian Shelf Gas Development: The Economic Impact on Nova Scotia" examines the direct, indirect and induced economic impact of the gas development in the Sable Island area. The identified opportunities include module fabrication, drilling rig and supply boat repair and maintenance, and goods and services supply. Over the past few years, the province has developed a well-established petroleum services base – giving it an advantage over Newfoundland, which only more recently began to develop such a base. The *Nova Scotia Petroleum Resources Act* ensures that local labour and local suppliers benefit from offshore development. The presence of an existing business base could give Nova Scotia a lead in capturing the lucrative offshore business.

2. Development off Nova Scotia

The signing of the management and revenue-sharing agreement between Ottawa and Nova Scotia in March 1982 gave Mobil Oil of Canada the green light to proceed with its development plans for the Venture gas field. Under the direction of federal and provincial government officials, Mobil prepared a socio-economic impact statement (SEIS). The SEIS included a great deal of information such as a project description (offshore structures, pipelines, the gas plant, etc.); the economic context of the project (regional population, labour force, employment impact); projected land requirements; housing implications; infrastructure and community service needs; and socio-cultural implications. For each of these subjects, the company described the existing situation, the anticipated impacts and possible mitigative measures to minimize the project's adverse effects or enhance its positive effects.

There had been no guarantee as to when production could start, even though a significant step was taken in December 1984 with two agreements to sell Venture gas to utilities in

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

the northeastern United States. Although the Venture discovery well showed great promise, disappointing results from delineation wells cast a different light on the project.

In July 1985, Venture partners Mobil Oil, Petro-Canada, Nova Scotia Resources and Texaco applied to the National Energy Board (NEB) to export 8.5 million cubic metres per day of natural gas to New England beginning in 1990. Nevertheless, the Venture sponsors never finalized this application nor did they supply the NEB with detailed reservoir data that would have confirmed a commercially viable project.

The project remained stalled at the regulatory stage until June 1995. In view of a projected three trillion cubic feet of recoverable gas reserves, the project's consortium launched a pre-development assessment of the Sable Offshore Energy Project – an expansion of the Venture project – and submitted a development application in the spring of 1996. The consortium [now Mobil Oil (50%), the operator, Shell Canada Limited (35%), Imperial Oil Limited (9%), and Nova Scotia Resources Limited (6%)] proposes to produce 400 million cubic feet a day of gas and 20,000 barrels a day of natural gas liquids. The first well in the project was drilled in the spring of 1998, and drilling will continue over the next 25 years as the field is fully developed. In early September 1999, laying of the subsea pipeline from the location of the first production platform to the landfall at County Harbour, Nova Scotia, was completed. Natural gas and natural gas liquids pipelines to Cape Breton are also in place. **The Point Tupper Fractionation Plant and the Goldboro Gas Plant are completed, and three offshore production platforms are installed on-site. The Sable Island Offshore Project began production on 31 December 1999, on time and on budget. The natural gas produced from this area is serving markets in Nova Scotia, New Brunswick and the northeastern United States *via* the Maritime and Northeastern Pipeline, and its lateral lines which are under construction.**

A proposal to produce 30,000 barrels a day of light crude oil by mid-1992 from two small oilfields at Cohasset and Panuke, west of Sable Island, received regulatory approval 12 September 1990. The $565-million COPAN project represented the first commercial oil production off the east coast of Canada, bringing with it 380 jobs a year during construction and another 260 during the expected six-year life of the project. The original project leader, Lasmo Nova Scotia Ltd., sold its 50% interest in the project to PanCanadian Petroleum Ltd. in 1996. A Crown corporation, Nova Scotia Resources, holds the remaining 50% interest.

In July 1992, the first 500,000 barrels of light oil were shipped by tanker to Mobile, Alabama. This was the first of several cargoes delivered to North American markets; by the end of 1992, the cargoes totalled 3.6 million barrels. Development drilling, which continued in 1992 (three

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

wells) and in 1993 (seven wells) increased reserve estimates and enhanced the project's profitability. Between May and December 1993, Lasmo exported more than 6.3 million barrels of oil.

After its takeover, PanCanadian continued exporting 500,000 barrels of oil twice a month to European and U.S. buyers, drawing from the 18,000 barrels of light oil a day it was pumping from nine wells. **By late December 1999, the COPAN project reached the end of its economic life. The wells will be decommissioned throughout 2000, but parts of the infrastructure will be kept for use in further exploration work.**

3. Hibernia Development

a. Introduction

Development of the Hibernia field has presented certain unique problems. For one, Hibernia is in the Grand Banks, an environment much more hostile than the area off Sable Island. In addition, Hibernia is a deep-water development (76-78 metres) compared to Venture's 22 metres. This makes the choice of production and transportation systems more difficult and, it is estimated, three times as expensive for Hibernia. Venture will involve the use of relatively simple off-the-shelf technology, while Hibernia has required development of new technologies. Even so, the Hibernia oil field began production in November 1997.

b. History

One of the first steps in bringing Hibernia into production was the naming of a Federal Environmental Assessment Review Office (FEARO) Panel in March 1985. The Panel held public hearings on the Environmental Impact Assessment in October and, in its report released in mid-January 1986, approved Hibernia development. However, at the same time, the Panel set out 50 detailed recommendations on how this should proceed.

On 24 June 1986, the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board approved the Development and Benefits Plans for Hibernia. Negotiations on fiscal matters and on tax and royalty levels began between Mobil and its partners, and the governments of Canada and Newfoundland. The company sought a federal loan guarantee of $1 billion.

On 18 July 1988, the federal government announced the details of an agreement reached with the four-company consortium to develop the Hibernia field. The deal involved a combination of a $1.04 billion federal capital grant, a $1.66 billion federal loan guarantee,

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

$300 million in federal interest assistance, $175 million in temporary financing, $95 million from the Canada-Newfoundland Offshore Fund, and $11 million from the Newfoundland government along with tax exemptions and tax reductions. The project was estimated to cost $5.2 billion with an additional $3.3 billion required for production-related spending. The target date of 31 March 1989 for finalizing the details of the agreement was repeatedly postponed, and agreement was not achieved until 14 September 1990. Production of 125,000 barrels a day was originally slated to start in 1992 and last for 18 years. In fact, Hibernia oil destined for the U.S. market finally began flowing in November 1997.

The federal and Newfoundland governments negotiated with the consortium to ensure that two of the five newly-designed rig modules were built in Newfoundland. Newfoundland would like to promote itself as an offshore-rig building centre. The province eventually agreed that one rig module, instead of two, and some ancillary work would be completed in the province. Much of the work on the four other modules, worth up to $300 million, was supposed to be set aside for Canadian companies. Newfoundland expected to receive 10,000 person-years of work over the six-year construction period. Federal Minister of Fisheries John Crosbie announced in September 1991 that $3 million in training funds would go to prepare Newfoundlanders for jobs on the Hibernia project.

Before federal legislation authorizing $2.7 billion in grants and loan guarantees was passed on 6 November 1990, interim financing of $95 million from the Canada-Newfoundland Offshore Development Fund was obtained to meet the September 1990 target for issuing construction tenders.

In November 1991, the federal government negotiated an agreement with the consortium that provided for 25% of its loan guarantee to be picked up by private lenders if certain economic criteria were met once production began.

Subsequent to project go-ahead, one of the four members of the consortium, Gulf Canada Resources Ltd., put up for sale half of its 25% interest in the project. Then, in February 1992, it withdrew from the project altogether. The consortium was then made up of Mobil Oil, Petro-Canada, and Chevron Canada. Mobil was contributing $1.1 billion, Petro-Canada $1 billion, Chevron $879 million, and the federal government's contribution was $1 billion. Gulf's promised $1 billion had, of course, been withdrawn. So far, the consortium had spent $450 million.

Newfoundland and Canada had agreed to indemnify the partners for 75% of their costs for proceeding with the project beyond 15 May 1992 if a replacement for Gulf could not be

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

found and the project had to be shelved. On 15 January 1993, the federal government announced that a new agreement had been reached. Murphy Oil of El Dorado, Arkansas, would take 6.5%, Mobil Oil and Chevron would increase their interest by 5%, and the Government of Canada would acquire an 8.5% interest which would be held by the Canada Hibernia Holding Corporation (a newly formed subsidiary of the Canada Development Investment Corporation). The government was also offering the three partners interest-free loans of up to a total of $132 million. The project was now said to be viable at then-current oil prices of between $20 and $30 a barrel.

In April 1994, Petro-Canada announced a cost overrun of $1 billion and a delay of six months in the construction schedule as a result of the project's engineering design complexities. NODECO (Newfoundland Offshore Development Constructors) was replaced by Norwegian Contractors, a consortium that had been overseeing NODECO since the fall of 1993.

In October, the management company moved the electrical part of the offshore contract from Marystown, Newfoundland, to the Saint John Shipyard in New Brunswick. This resulted in 300-400 job losses for Marystown. M.I.L. Davie Inc., a competitor, disputed this decision, claiming it violated the Hibernia Benefits Plan. The government of Canada announced in December that no legal remedy was available in the case of such a violation. It requested a review of the implementation of this benefits plan.

By the end of June 1997, $5.4 billion had been spent on the project, of which $4.0 billion was spent in Canada. About $2.6 billion of the amount spent in Canada was spent in Newfoundland.

Shipyards in Korea and Italy were awarded contracts to build four of the five supermodules – used to house crew and drilling equipment – that sit atop the drilling platform. The fifth was built in Newfoundland by a Canadian-Norwegian consortium. (This $350-million contract is worth more than the other four put together.) Pouring of the concrete for the base of the drilling platform began in April 1993. Design changes and slow construction delayed the schedule for towing the concrete and steel base to a deep-water site. The original cost estimate of the gravity base of $1.2 billion also rose by 30%. In the end, the modules in place on the assembly pier were mated to the rig's concrete base in early 1997.

c. Recent Events

On 23 May 1997, the completed gravity-based structure began its nine-day tow 500 kilometres to its final offshore location where it sat 224 metres high on the ocean floor in 80 metres

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

of water. Once installed on-site in June 1997, more than 400,000 tonnes of iron ore ballast were added to the gravity base over a 30-day period. Installation of the offshore loading system, which transfers crude oil to the tankers, took place at the same time. Drilling of the first production well began on 28 July 1997 and the second well was started on 1 August. Production, which will involve about 1,000 jobs, began on 17 November 1997.

The Hibernia project reached another milestone in March 1998, when the Bull Arm construction site was handed over to the provincial government for the sum of $1.00. All parties had agreed that this handover would take place once Hibernia production reached three million barrels of oil loaded on to tankers. The three-million-barrel mark was reached in February. The site has already been leased to a company that is building topside modules for the floating production vessel to be used in the Terra Nova project discussed below.

Another two production wells and several water injection wells were drilled in 1998. **Hibernia has continued to be a good oil producer; in the last two months of 1999, it produced a record 150,000 barrels a day. Also, during the last quarter of 1999, some modifications were made to the platform and to the production process that will allow a production rate of up to 180,000 barrels a day.**

Another significant event for the Hibernia site in 2000 will be the start of production from the Avalon Reservoir which is located about 1,300 metres above the Hibernia Reservoir, the site of all production to date. This reservoir is apparently a more complex one; as a result, some development work is still required to ensure that its full potential is realized.

4. Other Development on the Grand Banks

In December 1995, a consortium led by Petro-Canada announced it would develop the Terra Nova field, which is estimated to contain 300-400 million barrels of oil. The project's expected cost is $4.5 billion, with production averaging some 115,000 barrels per day over a period of 15-20 years, starting in 2001. Located 350 kilometres southeast of St. John's, Terra Nova is the second-largest oil reservoir on the Grand Banks after the 600-million-barrel Hibernia field. It is owned by several companies: Petro-Canada (29.0%); Mobil Oil Canada Properties (22.0%); Husky Oil Operations Ltd. (17.5%); Norsk Hydro (15%); Murphy Oil Co. Ltd. (12.0%); Mosbacher Operating Ltd. (3.5%); and Chevron Canada (1%).

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

The development at Terra Nova will consist of a Floating Production Storage and Offloading (FPSO) facility, rather than a fixed structure as is being used for Hibernia production. The choice of the floating system was determined by three factors: the more extreme weather conditions, more numerous icebergs, and deeper water of the Terra Nova location. Hull fabrication for the FPSO started in August 1998, at the Daewoo shipyards in South Korea. **The vessel left Korea in December 1999 and arrived in Bull Arm, Newfoundland, in February 2000. There, the topside modules will be installed and final hookups and commissioning will take place. The first six wells needed to start production are now being drilled and first oil production will be in December 2000, if all goes according to schedule.**

Exploration is also taking off on the Grand Banks near the Hibernia and Terra Nova fields, with Amoco Canada set to spend $90.3 million (and the Terra Nova and Hibernia partners to spend $125.5 million) on exploration over five years, beginning in 1997. The Hibernia consortium (minus Husky Oil) continued drilling at Hebron in the summer of 1999, as part of the appraisal of the commercial viability of the Hebron-Ben Nevis field.

Another consortium, led by Husky Oil, has plans for a $1.5-billion offshore oil mega-project to tap the Whiterose field, which is estimated to contain 178 million barrels of oil. Delineation drilling started in August 1999 and is continuing. The summer of 1999 marked the first time in ten years that two semi-submersible drill rigs were active simultaneously on the Grand Banks. **A decision on whether to proceed with the South Whiterose oil play will be made later in 2000. If it is given the go-ahead, production could start as early as the end of 2003. The level of activity in the Newfoundland offshore led a number of oil companies to construct a transhipment terminal at Whiffen Head, on the isthmus connecting the Avalon Peninsula to the rest of Newfoundland. The facility, which began with three tanks each with a capacity of 500,000 barrels of oil, receives oil by tanker from Hibernia. The oil is stored temporarily and is then taken away by second-leg tankers to market.**

The first tanker unloaded at Whiffen Head in October 1998. By March 2000, 72 tankers had been received from the Hibernia field and the terminal had transferred in and out some 45 million barrels of oil. Newfoundland Transhipment Limited, owners of the terminal, announced in January 1999 that two additional 500,000 barrel storage tanks would be added, to accommodate additional oil coming from the Terra Nova field. This Phase II construction is scheduled for completion in October 2000.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

All this offshore activity led Mobil, Chevron and Petro-Canada to devise plans for a transhipment terminal in Newfoundland with a storage capacity of up to 3.5 million barrels of crude oil. The original cost estimate for the terminal at Whiffin Head, 100 kilometres east of St. John's, was $120 million. When actual costs hit $190 million, IMTT of New Orleans – a company specializing in storage facilities – was brought into the consortium. That company now has a 20% share in the project, as does Petro-Canada. Mobil and Chevron each maintain 30% shares. The transhipment system also includes two $150-million shuttle tankers, each with a capacity of 850,000 barrels of crude oil. They will transport oil from the production platform to the terminal for storage and eventual transfer by conventional tanker to U.S., Canadian or European refineries.

CHRONOLOGY

7 June 1966 -	The first well was drilled in Canada's east coast offshore, on the Grand Banks.
Nov. 1978 - June 1979 -	Drilling at the Venture D-23 well off Sable Island resulted in a major gas discovery. The Venture field was estimated to contain 72 billion cubic metres (2.5 trillion cubic feet) of gas.
May-November 1979 -	A major oil discovery was made at the Hibernia P-15 well on the Grand Banks. Subsequent drilling revealed an oil field containing an estimated 115 million cubic metres (720 million barrels) of oil.
12 February 1982 -	The government of Newfoundland submitted the question of ownership of offshore resources to the Supreme Court of Newfoundland.
15 February 1982 -	The drill rig Ocean Ranger, working in the Hibernia field, sank with a loss of all 84 crewmen.
2 March 1982 -	The "Canada-Nova Scotia Agreement on Offshore Oil and Gas Resource Management and Revenue Sharing" was signed.
March 1982 -	The *Canada Oil and Gas Act* was proclaimed, establishing the Canadian Oil and Gas Lands Administration (COGLA) to administer development on Canada Lands. The east coast offshore was included in the definition of Canada Lands, angering Newfoundland, which also claimed ownership of offshore resources.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

29 June 1982 - The *Petroleum Incentives Program Act* received Royal Assent. This program provided exploration incentives to companies meeting certain Canadian ownership requirements and exploring on Canada Lands.

17 February 1983 - The Supreme Court of Newfoundland handed down its ruling, stating that the ownership of offshore resources rests with the federal government.

8 March 1984 - The Supreme Court of Canada ruled that the federal government has jurisdiction over the mineral and other natural resources of the Hibernia field off the coast of Newfoundland.

30 June 1984 - Legislation authorizing the Canada-Nova Scotia Agreement on Offshore Oil and Gas Resource Management received Royal Assent.

11 February 1985 - Canada and Newfoundland signed the Atlantic Accord, a long-term agreement on the joint management of offshore oil and gas development.

30 October 1985 - A new offshore tax credit regime of $150-250 million a year was announced.

17 June 1986 - *The Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation (Newfoundland) Act* received Royal Assent.

24 June 1986 - The Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board announced approval of Hibernia Development and Benefits Plans.

1 October 1986 - The Government of Canada eliminated the Petroleum and Gas Revenue Tax.

25 March 1987 - *The Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act* received Royal Assent.

29 May 1987 - *The Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act* received Royal Assent.

21 July 1988 - *The Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act* received Royal Assent.

February 1992 - Gulf Canada Resources Inc. withdrew from the Hibernia project.

23 June 1992 - *The Oil and Gas Production and Conservation Act* received Royal Assent.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

15 January 1993 - The Government of Canada announced an agreement to proceed with Hibernia under a new partnership arrangement.

17 November 1997 - First production of oil from Hibernia took place.

SELECTED REFERENCES

Canada, Department of Energy, Mines and Resources. *Canada Oil and Gas Lands Administration Annual Reports*. Ottawa, various years.

"Canada-Nova Scotia Agreement on Offshore Oil and Gas Resource Management and Revenue Sharing." 2 March 1982.

Government of Newfoundland and Labrador, Department of Development and Petroleum Directorate. *Economic Impact of Future Offshore Petroleum Exploration*. May 1981.

Reference Re Property in and Legislative Jurisdiction Over the Seabed and Subsoil of the Continental Shelf Offshore Newfoundland. Supreme Court of Canada, 8 March 1984, N. 17096, 61 pages.

Royal Commission on the Ocean Ranger Marine Disaster. *The Loss of the Semisubmersible Drill Rig "Ocean Ranger" and its Crew*, Report #1. August 1984, 400 pages.

Website for Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board – http://www.cnopb.nfnet.com

Website for Hibernia – http://www.hibernia.ca

Bulletin d'actualité **83-5F**

L'EXPLOITATION DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ AU LARGE DE LA CÔTE EST

Sonya Dakers
Lynne C. Myers
Division des sciences et de la technologie

Révisé le 24 août 2000

Bibliothèque du Parlement
Library of Parliament

Direction de la recherche parlementaire

La Direction de la recherche parlementaire de la Bibliothèque du Parlement travaille exclusivement pour le Parlement, effectuant des recherches et fournissant des informations aux parlementaires et aux comités du Sénat et de la Chambre des communes. Entre autres services non partisans, elle assure la rédaction de rapports, de documents de travail et de bulletins d'actualité. Les attachés de recherche peuvent en outre donner des consultations dans leurs domaines de compétence.

N.B. Dans ce document, tout changement d'importance fait depuis la dernière publication est indiqué en **caractère gras.**

THIS DOCUMENT IS ALSO PUBLISHED IN ENGLISH

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

TABLE DES MATIÈRES

PAGE

DÉFINITION DU SUJET 1

CONTEXTE ET ANALYSE 2

A. La prospection 2
1. Historique 2
2. Effets sur l'environnement 4
3. Icebergs, tempêtes et sécurité 5
4. Conflits de compétence 8

B. L'exploitation 9
1. Les conséquences de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières 9
2. L'exploitation au large de la Nouvelle-Écosse 11
3. Les plans d'exploitation d'Hibernia 13
a. Introduction 13
b. Historique 13
c. Faits récents 16
4. Autres projets de mise en valeur sur les Grands Bancs 17

CHRONOLOGIE 19

BIBLIOGRAPHIE SÉLECTIVE 21

CANADA
LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

L'EXPLOITATION DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ AU LARGE DE LA CÔTE EST*

DÉFINITION DU SUJET

La découverte d'importants gisements de pétrole et de gaz naturel au large de la côte Est laisse entrevoir d'énormes avantages économiques et stratégiques pour le Canada.

Deux gros gisements en particulier, le gisement de gaz naturel Venture et le gisement pétrolier Hibernia, ont stimulé comme jamais auparavant les activités liées au pétrole et au gaz sur la côte de l'Atlantique dans les années 80, en dépit d'un long conflit de compétence entre le gouvernement fédéral et Terre-Neuve. En mars 1984, l'aspect juridique de la propriété a été tranché par la Cour suprême du Canada, ce qui a permis à la prospection d'aller de l'avant, mais sans l'accord de Terre-Neuve. Après d'autres négociations, un accord fédéral-provincial, semblable à celui qui existait déjà avec la Nouvelle-Écosse, a été signé en février 1985 en vue de permettre la gestion en commun de l'exploitation des réserves marines de pétrole et de gaz.

La prospection et l'exploitation apporteront des avantages à la région, par exemple des emplois, la mise sur pied de systèmes de transport du pétrole et du gaz et la construction du matériel de forage et son entretien. Mais elles entraînent aussi éventuellement certains problèmes. En effet, la sécurité des activités de forage au large des côtes comporte toujours des risques à cause des conditions climatiques difficiles dans lesquelles elles sont effectuées. En outre, il faut tenir compte des répercussions socio-économiques de l'exploitation du pétrole et du gaz sur la région pour ce qui est des besoins en biens et services, de l'infrastructure, de l'emploi et de la formation. Le rythme de l'exploitation aura une importance cruciale en ce qui a trait à l'optimisation des entreprises locales et des possibilités d'emploi et à la réduction, au maximum, des interruptions de service.

---

* La première version de ce bulletin d'actualité a été publiée en mai 1983. Le document a été périodiquement mis à jour depuis.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

Les conflits entre la nouvelle industrie pétrolière et gazière et les pêches, qui ont toujours eu une grande importance, devront être résolus, ainsi que le problème des effets de l'exploitation sur les ressources marines.

CONTEXTE ET ANALYSE

A. La prospection

1. Historique

D'après la théorie généralement acceptée de la tectonique des plaques, le bassin sédimentaire situé au large de la côte Est du Canada aurait déjà fait partie du continent européen. Étant donné que cette région présente des caractéristiques géologiques très proches de celles de la mer du Nord, il est permis de supposer qu'elle pourrait aussi posséder des ressources comparables en hydrocarbures. À ce jour, on estime à quelque 22 milliards de barils les réserves de pétrole récupérable dans la seule zone de la mer du Nord contrôlée par le Royaume-Uni. Ces perspectives géologiques favorables ont incité des sociétés d'exploration à entreprendre, en 1966, des travaux de prospection pétrolière et gazière au large de la côte Est du Canada. Bien que les premiers travaux de forage n'aient pas donné de résultats spectaculaires, on a découvert plusieurs indices très encourageants de la présence de pétrole et de gaz. Ces perspectives de succès, jointes aux résultats du forage pétrolier dans la mer du Nord, ont encouragé les sociétés pétrolières à poursuivre d'année en année de modestes programmes de forage.

Le premier puits, foré dans les Grands Bancs de Terre-Neuve en 1966, a montré des indices de la présence de gaz naturel. La région du plateau de la Nouvelle-Écosse a été explorée pour la première fois en 1967, le golfe du Saint-Laurent en 1970, le plateau du Labrador en 1971, l'est du plateau de Terre-Neuve en 1974 et la baie de Fundy en 1975. Bien que la plupart des forages aient révélé la présence de traces de pétrole ou de gaz, le premier gisement important de gaz – le gisement Venture, situé au large de l'île de Sable – n'a été découvert qu'en 1979. On estime maintenant à plus de 72 milliards de mètres cubes les réserves du gisement Venture (environ 2,5 billions de pieds cubes). À l'échelle d'un pays qui possède déjà des réserves de gaz naturel prouvées de quatre trillions de mètres cubes, cette découverte peut ne pas sembler particulièrement excitante. Elle revêt cependant une importance stratégique particulière, vu la proximité d'une région du Canada dont la majeure partie des besoins énergétiques dépend encore du pétrole importé.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

La découverte du gisement Venture a été suivie, en l'espace de quelques mois, de l'annonce de la découverte d'un important gisement de pétrole dans les Grands Bancs, à savoir le gisement Hibernia. Ses réserves récupérables avaient initialement été estimées à 175 millions de mètres cubes (1,1 milliard de barils). Cette estimation a été revue à la baisse à au plus 83 millions de mètres cubes (520 millions de barils). À l'époque, Hibernia représentait une découverte d'importance nationale étant donné que depuis plus de dix ans, les réserves prouvées de pétrole brut ordinaire au Canada diminuaient.

La découverte d'Hibernia a relancé des activités de prospection au large de la côte Est, en particulier dans le bassin Jeanne-d'Arc, où se trouve Hibernia. Entre 1966 et 1979, on avait investi au total quelque 300 millions de dollars dans la recherche d'hydrocarbures au large de la côte Est du Canada; au cours de la seule année 1981, les sociétés de prospection y ont dépensé 442 millions de dollars. Durant la mise en œuvre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier, créé en 1982 et supprimé graduellement à partir de mars 1986, les entreprises ont consacré 4,5 milliards de dollars à la prospection dans cette région. Alors que seulement huit ou neuf puits avaient été forés annuellement entre 1978 et 1982, 21 puits l'ont été en 1983 et 23 en 1984, lorsque les activités ont atteint un sommet. En novembre 1986, le rythme d'activité a ralenti à tel point qu'au début de la saison de 1989, seuls deux puits avaient été achevés, tous deux au large de Terre-Neuve. Un de ceux-ci a abouti à une nouvelle découverte de pétrole et de gaz naturel. L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada signalait, dès 1989, que d'après les meilleures données connues, les ressources découvertes au large de la côte Est étaient évaluées à 258,9 millions de mètres cubes (1,6 milliard de barils) de pétrole et de condensats et à 313,4 milliards de mètres cubes (11 billions de pieds cubes) de gaz naturel et ce, au bout de 24 années de sondages et de 43 découvertes importantes d'hydrocarbures. Un puits a été foré en 1990. Le rythme d'activité s'est accru en 1991, sept puits d'exploration ayant été forés, dont cinq au large de Terre-Neuve. On a également procédé au forage des cinq premiers puits de production au large de la Nouvelle-Écosse. Aucun forage n'a été effectué au large de Terre-Neuve en 1992 et 1993. Au large de la Nouvelle-Écosse, trois puits de production ont été forés en 1992 et sept, en 1993. Après une interruption d'environ quatre ans, plusieurs sociétés ont indiqué qu'elles comptaient reprendre le forage d'exploration en 1997.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

En 1999, trois puits d'exploration et quatre puits de délimitation ont été forés au large de Terre-Neuve, et neuf programmes géophysiques ont été effectués. Le regain d'intérêt pour les gisements au large de la côte Est s'étend maintenant au-delà du bassin Jeanne-d'Arc jusqu'au secteur de la Passe Flamande. Voilà qui est important pour l'industrie extracôtière de Terre-Neuve, parce que cela signifie l'ouverture d'un bassin relativement nouveau qui promet davantage de découvertes.

En 1997, l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers estimait, de façon quelque peu optimiste, le potentiel de la côte Est à 5,8 milliards de barils de pétrole et à 52 billions de pieds cubes de gaz.

2. Effets sur l'environnement

Les risques écologiques constituent une préoccupation partout où l'on procède à l'exploitation de ressources pétrolières et gazières, mais les zones de pêche des Grands Bancs, du plateau de la Nouvelle-Écosse et des eaux situées au large de la côte Nord du Labrador sont particulièrement vulnérables. La région d'Hibernia est aussi une importante zone de frai du poisson, et l'on sait que les larves de poisson sont très sensibles à la moindre trace de pollution.

Pendant la phase de prospection, les fluides et les déblais de forage ainsi que l'eau provenant des gisements de pétrole et de gaz sont libérés dans la mer. Or, certains des additifs contenus dans ces fluides sont toxiques pour les organismes aquatiques. Pour compromettre le moins possible les pêches, il faut absolument contrôler la quantité et le type de déchets que les équipes de prospection rejettent à la mer.

La possibilité d'éruption d'un puits représente une deuxième menace grave pour l'environnement. Les risques de répercussions graves sur l'environnement sont augmentés par les conditions météorologiques hostiles qui règnent dans l'Atlantique Nord en hiver et par la présence, dans certaines régions, d'une banquise impénétrable. De telles circonstances pourraient, en cas d'urgence, ralentir les efforts d'obturation d'un puits et contribuer ainsi à accroître l'ampleur des dégâts. En fait, deux explosions se sont produites dans la région en 1984 au cours du forage de deux puits de gaz dans le gisement Venture au large de l'île de Sable. L'éruption du premier puits a été maîtrisée dix jours après le premier incident, en mars 1984, alors que le deuxième puits, où l'explosion s'est produite en septembre 1984, n'a été obturé pour de bon et abandonné qu'en juillet 1985. Comme prévu, les conditions météorologiques ont empêché toute tentative immédiate

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

d'intervention en vue d'évaluer la situation et d'y remédier. Heureusement, dans ces deux cas, c'est du gaz à faible teneur en soufre, et non du pétrole brut, qui s'est échappé des puits.

Un problème de pollution tout à fait différent s'est posé dans la mer du Nord et pourrait fort bien survenir dans la région de la côte Est. On sait que les navires de ravitaillement et d'entretien, lorsqu'ils se rendent aux plates-formes de forage ou lorsqu'ils en reviennent, jettent à la mer des pièces volumineuses de machines qui ne servent plus. Ces débris se déposent sur le fond marin et peuvent endommager les filets que les pêcheurs traînent derrière leurs bateaux. Dans un cas donné, les sociétés pétrolières ont dû débourser 60 millions de dollars pour nettoyer une partie des zones de pêche de la mer du Nord, dont le fond était littéralement jonché de débris de ce genre.

De tels dangers pour l'environnement ne sont pas liés uniquement aux activités de prospection et pourraient s'accroître pendant les phases de mise en valeur et de production. Des règlements strictement appliqués et une surveillance constante seront nécessaires pour réduire au maximum les dommages que risque de subir l'environnement.

3. Icebergs, tempêtes et sécurité

Des photographies prises au moyen de « caméras » perfectionnées fonctionnant au sonar révèlent l'existence de tranchées et de sillons profonds qui s'entrecroisent sur le fond marin au large de la côte Est du Canada. Ces tranchées, qui atteignent jusqu'à 15 mètres de profondeur, deux cents mètres de largeur et trois kilomètres de longueur, témoignent du passage d'icebergs monstrueux (affouillement des icebergs). Ces derniers, dont le poids peut atteindre 50 millions de tonnes et qui s'élèvent comme des gratte-ciel au-dessus de l'eau, constituent l'une des plus grandes menaces pour les opérations en haute mer. La présence d'icebergs et de « blocs mamelonnés » (blocs de glace qui se sont détachés d'un iceberg) ainsi que les violentes tempêtes de l'Atlantique – vents impétueux, pluie verglaçante, neige et très faible visibilité – donnent une idée des conditions extrêmement difficiles dans lesquelles les activités de prospection se déroulent.

Le mois de février se prête particulièrement mal au forage, et l'on se demande parfois si les sociétés pétrolières ne devraient pas interrompre toutes leurs activités en mer pendant l'hiver. Par exemple, l'hiver 1982-1983 a été exceptionnellement dur. Le Service international de recherche des glaces a rapporté la présence de 120 icebergs au sud du 48^{e} degré de latitude nord en février 1983. Depuis 1900, la moyenne pour ce mois est de neuf. Un des moyens de supprimer le danger que constituent les icebergs pour les plates-formes de forage consiste à les remorquer à

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

bonne distance de celles-ci. C'est cependant impossible lorsque leur présence près d'une plate-forme coïncide avec des vents forts et une mer houleuse. Une telle combinaison d'éléments n'est pas inusitée; elle s'est produite en février 1983 lorsque la plate-forme de forage West Venture, dans le champ pétrolifère Hibernia, s'est trouvée cernée par près de dix icebergs et de nombreux blocs mamelonnés. Dans de telles circonstances, les règlements prévoient qu'on interrompe le forage, qu'on obture le puits et qu'on s'éloigne de la zone si les icebergs pénètrent dans la zone de sécurité. C'est ce que l'équipage de la plate-forme West Venture a tenté de faire, mais la force des vagues était telle qu'il a été impossible de lever les dix ancres qui la maintenaient en place au-dessus du puits. De plus, les conditions météorologiques interdisaient l'évacuation des 84 membres d'équipage par hélicoptère ou par bateau. Heureusement pour tous les intéressés, l'orage a passé; si cela avait été nécessaire, on aurait pu remorquer les icebergs et évacuer les employés par hélicoptère. Cet épisode montre bien les dangers que comportent les opérations pétrolières en haute mer. En fait, le gouvernement de Terre-Neuve a ordonné que les plates-formes soient ramenées au port en février 1984 pour prévenir d'éventuels problèmes occasionnés par les glaces. Le gouvernement fédéral a exigé que le forage se poursuive, sous peine d'interrompre les subventions accordées dans le cadre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier. Les exploitants ont donc respecté les directives du gouvernement fédéral jusqu'au 20 février 1984. À cette date, toutefois, deux tours de forage ont dû être déplacées parce qu'elles se trouvaient menacées par des îlots de glace plus longs que l'Île-du-Prince-Édouard. Finalement, la débâcle a réglé le problème.

De nouvelles plates-formes, à positionnement dynamique, plutôt qu'à ancrage, ont été mises en service en juillet 1983 dans le but d'éliminer certains des problèmes auxquels a fait face la plate-forme West Venture. La Sedco 710, plate-forme semi-submersible, a été construite sur commande au Japon au coût de 150 millions de dollars pour le compte d'une coentreprise formée de Petro-Canada et de la société Sedco Inc., de Dallas. Elle est maintenue au-dessus de l'ouverture du forage par de puissants propulseurs contrôlés par ordinateur. Elle est plus mobile que les plates-formes ancrées et peut rapidement se déplacer devant un iceberg.

Les plates-formes de forage sont dotées de systèmes de radar conçus pour localiser et suivre le mouvement des icebergs. Lorsque le temps est favorable, on survole régulièrement les environs et on repère les icebergs à l'œil nu ou par radar. Lorsque la mer est forte, l'efficacité de ces deux types de détection est réduite et, par mauvais temps, on est souvent obligé d'annuler les vols de surveillance. Une troisième méthode de détection consiste à patrouiller les environs à bord

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

de navires. On peut alors détecter tout ce qui se trouve à portée de vue. Cette méthode dépend par conséquent de la visibilité et de l'état de la mer.

Dans le choix des méthodes d'extraction du pétrole à certains endroits, comme à Hibernia, il faut également tenir compte de l'affouillement des fonds marins par les icebergs, qui empêche pratiquement l'installation d'un pipeline sous-marin pour transporter le pétrole ou le gaz vers le continent à partir de nombreux points au large de la côte Est. La détection des icebergs et la prévention des collisions demeureront des préoccupations importantes tant que dureront les activités de prospection, d'exploitation et de production pétrolières au large des côtes.

En raison de sa grande profondeur, la Passe Flamande, qu'on explore maintenant, ne présentera pas les mêmes difficultés dues à l'affouillement des icebergs. Par contre, la grande profondeur présente d'autres difficultés qu'il faudra surmonter.

En février 1982, le mauvais temps et certains autres facteurs ont causé le pire désastre qui soit survenu dans l'histoire canadienne de l'industrie pétrolière et gazière au large des côtes. Le 15 février 1982, la plate-forme de forage Ocean Ranger a coulé à 280 kilomètres au sud-est de St. John's (Terre-Neuve), à une profondeur de 85 mètres. Les 84 membres d'équipage ont perdu la vie dans ce tragique accident. Selon les statistiques météorologiques, des vagues de 26 mètres (85 pieds) de hauteur et des vents de 90 nœuds (104 mi/h) ont battu la plate-forme le jour où elle a coulé.

Une commission royale d'enquête, présidée par le juge en chef T.A. Hickman de la Cour suprême de Terre-Neuve, a été instituée pour faire la lumière sur cette tragédie. La commission a déposé son rapport de 400 pages sur l'incident au mois d'août 1984 et a conclu que la perte de l'Ocean Ranger et de son équipage a résulté d'un ensemble de facteurs, dont une violente tempête, certains vices de conception de la plate-forme et le fait que l'équipage n'a pas pris les mesures voulues. La plate-forme a chaviré et coulé lorsque de l'eau de mer a pénétré dans la salle de contrôle du système de lestage par un hublot qu'une vague avait fait éclater pendant la tempête, ce qui a causé une défaillance du système. La commission a conclu que malgré tout, la plate-forme aurait résisté à la tempête si l'équipage avait coupé le courant et fermé les contre-hublots (panneaux d'acier conçus pour protéger les hublots). Au lieu de cela, l'équipage, qui ne connaissait pas suffisamment le système de lestage, l'a remis en marche, ce qui a fait pénétrer encore plus d'eau à bâbord. La plate-forme a alors chaviré et coulé, entraînant avec elle la totalité de l'équipage.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

La commission a estimé que le système de contrôle du lestage était trop compliqué, que l'équipage n'en connaissait pas suffisamment le fonctionnement et qu'il n'y avait pas assez de canots de sauvetage et de matériel de survie à bord de la plate-forme. De plus, d'autres témoignages ont révélé que l'entraînement à l'évacuation d'urgence reçu par les membres de l'équipage était insuffisant. Dans un deuxième rapport de 693 pages publié en juillet 1985, la commission a formulé 70 recommandations visant à améliorer la sécurité au large de la côte Est.

Les gouvernements fédéral et provincial n'ont pas attendu les rapports de la commission pour modifier leurs règlements de manière à perfectionner les systèmes de sécurité des plates-formes de forage. Toutes doivent maintenant transporter des canots de sauvetage et des vêtements de survie pour deux fois le nombre de personnes qui s'y trouvent, et tous les membres d'équipage doivent suivre un cours sur les consignes d'urgence en mer.

Selon le gouvernement fédéral, 85 p. 100 des recommandations avaient été totalement ou partiellement mises en œuvre avant avril 1986. Les dernières recommandations ont été mises en œuvre grâce à l'adoption du projet de loi C-58, *Loi modifiant la Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz*, qui a reçu la sanction royale le 23 juin 1992. En dépit de ces mesures et de maints autres efforts visant à améliorer les normes de sécurité sur les plates-formes de forage, il n'en demeure pas moins que la mer au large de la côte Est peut se révéler fort peu propice à l'activité humaine.

4. Conflits de compétence

La question la plus épineuse à laquelle s'est trouvée confrontée l'industrie de l'exploitation pétrolière et gazière au large des côtes les premières années a consisté à savoir si les ressources sous-marines appartiennent au gouvernement fédéral ou aux provinces. Le problème de la compétence des gouvernements varie d'une province à l'autre, mais il n'a nulle part été aussi délicat qu'à Terre-Neuve.

Les aspects juridiques de ce conflit fédéral-provincial historique sont exposés en détail dans le bulletin d'actualité n° 80-8F (archivé) intitulé *Les ressources minières au large des côtes : aspects juridiques*, qui est maintenant un document d'archives.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

B. L'exploitation

1. Les conséquences de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières

C'est l'exploitation du pétrole et du gaz, plus que leur prospection, qui aura les conséquences les plus marquées sur l'économie et la structure sociale des provinces de l'Atlantique dans les années à venir. Les dépenses de prospection ont certes des répercussions sur l'économie locale, et la phase de la prospection est généralement plus saisonnière et donc moins « permanente » que celles de l'exploitation et de la production. Néanmoins, nombre de questions traitées dans le présent chapitre s'appliquent tout autant à la phase de la prospection qu'aux deux autres.

Pour évaluer avec concision l'importance des retombées économiques qu'apportera l'exploitation du pétrole et du gaz dans la région de l'Atlantique, il suffit d'un seul mot : gigantesque. En effet, au fur et à mesure que les activités de prospection progresseront et céderont la place aux activités d'exploitation et de production, les besoins en biens et services grimperont en flèche : appareils, boues et tiges de forage, nourriture pour les équipes de forage et l'équipage des navires de ravitaillement, ingénieurs, géologues et biologistes avec leurs navires de recherche et le matériel et les approvisionnements nécessaires, entrepôts et installations portuaires, logements et écoles pour les familles des employés des installations de forage et des navires de ravitaillement, personnel de la météorologie avec son matériel, équipement perfectionné de communication et d'informatique; la liste est longue. Ces besoins énormes de ressources humaines, de biens et de services fournissent aux provinces de l'Atlantique l'occasion de relancer leur économie. Mais si l'expansion est trop forte et trop rapide, la population pourra-t-elle s'y adapter? Les ressources humaines de la région pourront-elles satisfaire aux exigences de cette nouvelle industrie, et les entreprises locales seront-elles en mesure de faire face à la demande? Si l'expansion est trop rapide et que la région ne puisse suffire à la demande, les industries du pétrole et du gaz iront chercher ailleurs ce qui leur manque, et ce sera autant d'occasions perdues pour la population locale. En outre, les provinces se livrent une concurrence farouche pour attirer le plus grand nombre possible d'entreprises du secteur des services liés à l'exploitation des ressources sous-marines.

La province de Terre-Neuve, par exemple, impose une politique d'achat selon laquelle les sociétés commerciales sont tenues par la loi d'accorder la préférence aux entreprises, à la main-d'œuvre, aux biens et aux services locaux lorsque ceux-ci sont concurrentiels du point de vue des prix, de la qualité et de la distribution. En outre, en vertu d'un règlement actuellement en

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

vigueur, tout projet de développement doit d'abord recevoir l'approbation du ministre de l'Énergie, puis être soumis à l'examen attentif du public et faire l'objet d'un débat. Il existe même une disposition qui prévoit une période d'attente lorsque le développement semble s'effectuer à un rythme trop rapide pour les moyens locaux. Les sociétés se sont pliées aux exigences fixées, et le taux de participation de la main-d'œuvre locale est très élevé dans certaines catégories (il varie entre 55 p. 100 pour les opérations de forage sismique et 71 p. 100 pour le personnel de soutien). Une étude du gouvernement provincial, intitulée *The Economic Impact of Future Offshore Petroleum Exploration*, a déterminé les secteurs dans lesquels la province pourrait accroître sa part des retombées économiques et les moyens à prendre pour augmenter au maximum la participation locale. Parmi les secteurs visés, il y avait la mise en place d'éléments d'infrastructure (installations portuaires et bases aériennes) et la prestation de services indirects comme l'alimentation et la réparation d'instruments électroniques. Les possibilités de développement économiques sont énormes pour Hibernia. **Dans son plus récent rapport annuel, la Société d'exploitation et de développement d'Hibernia a déclaré pour ce gisement des dépenses de 303 millions de dollars en 1999-2000, la part du Canada s'élevant à 73 p. 100 et celle de Terre-Neuve à 54 p. 100.** On évalue à 11,5 milliards de dollars le total des coûts d'exploitation du projet.

Même si ce développement économique promet des avantages importants, le risque qu'il entraîne des perturbations sociales demeure une source de préoccupation. La forte demande de main-d'œuvre pour constituer l'équipage des navires de forage sismique, de ravitaillement et de service mobilisera un grand nombre de travailleurs expérimentés et les éloignera des activités traditionnelles de la pêche; de plus, les inquiétudes déjà exprimées au sujet de l'environnement mettent l'industrie du pétrole en conflit avec celle des pêches. L'afflux de nouveaux arrivants et d'investissements importants changera certainement la vie de l'île du tout au tout – et pas nécessairement pour le mieux.

Le gouvernement terre-neuvien n'est pas le seul à vouloir porter au maximum les avantages locaux tout en réduisant le plus possible les conséquences néfastes sur le plan social : la Nouvelle-Écosse s'est également penchée sur ce problème. Le rapport intitulé *Scotian Shelf Gas Development: The Economic Impact on Nova Scotia* examine les retombées économiques directes, indirectes et secondaires de la mise en valeur des ressources gazières de la région de l'île de Sable. Les possibilités relevées comprennent la fabrication de modules, l'entretien et la réparation de plates-formes de forage et de bateaux de ravitaillement ainsi que la fourniture de

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

biens et services. Au cours des dernières années, la province a mis en place une bonne base de services liés à l'exploitation pétrolière, ce qui l'avantage par rapport à Terre-Neuve, qui vient à peine de commencer à prendre les mesures nécessaires à cet égard. La loi nécessaire pour permettre à la main-d'œuvre et aux fournisseurs locaux de profiter de la mise en valeur des ressources sous-marines existe déjà (*Nova Scotia Petroleum Resources Act*). L'existence de l'infrastructure commerciale nécessaire pourrait donner l'avantage à la Nouvelle-Écosse dans le domaine lucratif des services d'exploitation des ressources sous-marines.

2. L'exploitation au large de la Nouvelle-Écosse

La signature de l'accord sur la gestion des ressources et le partage des recettes entre Ottawa et la Nouvelle-Écosse en mars 1982 a donné à la Mobil Oil du Canada le feu vert pour mettre à exécution ses plans d'exploitation des ressources gazières du gisement Venture. Sous la direction de représentants des gouvernements provincial et fédéral, Mobil a rédigé une analyse de l'impact socio-économique (AISE). L'AISE comprenait une foule de renseignements sur divers aspects du projet, comme ses caractéristiques (ouvrages en mer, pipelines, usine de gaz, etc.), son contexte économique (population régionale, main-d'œuvre, répercussions sur l'emploi), ses besoins prévus en terrains, ses conséquences sur le logement, ses besoins en matière d'infrastructure et de services communautaires ainsi que ses répercussions socio-culturelles. Pour chacun de ces sujets, l'AISE décrivait la situation actuelle, les répercussions prévues et les mesures correctives à envisager éventuellement pour réduire les effets néfastes du projet ou accentuer ses effets bénéfiques.

On n'avait donné aucune garantie quant à la date où commencerait la production, même si deux accords importants pour la vente du gaz de Venture à des sociétés de services publics du Nord-Est des États-Unis avaient été conclus en décembre 1984. Si la découverte de Venture était très prometteuse, les résultats décevants du forage des puits de délimitation ont quelque peu refroidi l'enthousiasme que suscitait le projet.

En juillet 1985, Mobil Oil, Petro-Canada, Nova Scotia Resources et Texaco, partenaires dans l'exploitation du gisement Venture, ont demandé à l'Office national de l'énergie (ONÉ) l'autorisation d'exporter 8,5 millions de mètres cubes de gaz naturel par jour vers la Nouvelle-Angleterre à compter de 1990. Néanmoins, les quatre sociétés n'ont jamais rendu cette

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

demande définitive ni fourni à l'ONÉ les données détaillées sur les réserves qui auraient permis de confirmer la viabilité commerciale du projet.

Le projet est donc resté bloqué au stade réglementaire jusqu'en juin 1995. Les réserves de gaz récupérables étant estimées à trois billions de pieds cubes, le consortium a lancé une évaluation préalable à l'exploitation du projet gazier de l'île de Sable – un prolongement du projet Venture – et déposé une demande de mise en valeur au printemps 1996. Le consortium [maintenant composé de Mobil Oil (50 p. 100), l'exploitant, de Shell Canada Limitée (35 p. 100), de la Compagnie pétrolière impériale Ltée (9 p. 100) et de Nova Scotia Resources Limited (6 p. 100)] se propose de produire 400 millions de pieds cubes de gaz et 20 000 barils de condensats liquides par jour. Le premier puits a été foré au printemps de 1998, et le forage se poursuivra au cours des 25 prochaines années jusqu'à la pleine mise en valeur du gisement. La mise en place du gazoduc marin reliant la première plate-forme de production au point d'arrivée à terre, à County Harbour, en Nouvelle-Écosse, a été complétée au début de septembre 1999. Les canalisations de gaz naturel et de liquides du gaz naturel vers la Cap-Breton sont aussi en place. **L'usine de fractionnement de Point Tupper et l'usine de gaz naturel de Goldboro sont également presque terminées, et trois plates-formes de production sont installées sur le site. Le Projet énergétique extracôtier Sable est entré en production le 31 décembre 1999, à temps et dans les limites du budget. Le gaz naturel de la région sera transporté vers les marchés de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick et du Nord-Est des États-Unis par le Maritimes and Northeast Pipeline et par ses embranchements, qui sont en cours de construction.**

Une proposition visant la production de 30 000 barils par jour de brut léger au milieu de 1992 à partir de deux petits gisements situés à Cohasset et à Panuke, à l'ouest de l'île de Sable a été approuvé par règlement le 12 septembre 1990. La mise en œuvre de ce projet COPAN de 565 millions de dollars a amené la première production de pétrole à une échelle commerciale au large de la côte Est du Canada, créant 380 emplois dans la région chaque année pendant la période de construction et 260 autres durant les six ans prévus du projet. La Lasmo Nova Scotia Ltd., premier maître d'œuvre du projet, a vendu en 1996, ses 50 p. 100 de parts à PanCanadian Petroleum Ltd. Le reste appartient à la société d'État Nova Scotia Resources.

En juillet 1992, Lasmo a expédié par pétrolier les 500 000 premiers barils de pétrole léger à Mobile, en Alabama. Il s'agissait du premier d'une série de chargements qui

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

devaient être acheminés sur les marchés nord-américains et qui totalisaient 3,6 millions de barils à la fin de 1992. Les forages d'exploitation se sont poursuivis en 1992 (trois puits) et en 1993 (sept puits), ce qui a entraîné une estimation à la hausse du gisement et de la rentabilité du projet. Entre mai et décembre 1993, Lasmo a exporté plus de 6,3 millions de barils de pétrole.

Après sa prise de contrôle, PanCanadian a continué à exporter 500 000 barils de pétrole, deux fois par mois, à des acheteurs européens et américains, utilisant les 18 000 barils par jour de brut léger pompés dans neuf puits. **Fin décembre 1999, le projet COPAN avait atteint le terme de sa vie utile. Les puits seront désaffectés tout au long de 2000, mais on conservera des parties de l'infrastructure pour d'autres travaux d'exploration.**

3. Les plans d'exploitation d'Hibernia

a. Introduction

L'exploitation du gisement Hibernia a présenté des problèmes bien particuliers. D'abord, ce gisement est situé dans les Grands Bancs, où l'environnement est beaucoup plus hostile qu'au large de l'île de Sable. En outre, le forage doit s'y faire en eau profonde (76 à 78 mètres de fond, contre 22 mètres pour le gisement Venture). Cela complique le choix des systèmes de production et de transport qui, estime-t-on, coûteront trois fois plus cher dans le cas d'Hibernia. L'exploitation du gisement Venture nécessitera l'utilisation de techniques relativement simples de forage en mer, tandis qu'il a fallu mettre au point de nouvelles techniques pour Hibernia. La production a quand même débuté en novembre 1997.

b. Historique

Une commission du Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales a d'abord été nommée en mars 1985 et a tenu des audiences publiques sur l'évaluation des incidences environnementales en octobre. Dans son rapport, rendu public à la mi-janvier 1986, elle approuvait l'exploitation d'Hibernia, mais formulait aussi 50 recommandations détaillées sur la façon de procéder.

Le 24 juin 1986, l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a approuvé les plans relatifs à l'exploitation et aux avantages d'Hibernia. Mobil et ses partenaires ont commencé à négocier avec les gouvernements du Canada et de Terre-Neuve sur des

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

questions de régime fiscal et de niveaux de taxes et de redevances. La compagnie a demandé aux autorités fédérales une garantie d'emprunt d'un milliard de dollars.

Le 18 juillet 1988, le gouvernement fédéral a révélé les détails d'un accord conclu avec un consortium de quatre sociétés au sujet de l'exploitation du gisement Hibernia. L'accord prévoyait une subvention fédérale d'immobilisations de 1,04 milliard de dollars, une garantie fédérale d'emprunt de 1,66 milliard de dollars, une participation fédérale de 300 millions de dollars aux intérêts, un financement temporaire de 175 millions de dollars, une contribution de 95 millions de dollars du Fonds Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers ainsi qu'un montant de 11 millions de dollars versé par le gouvernement de Terre-Neuve, sans compter des réductions et des exonérations d'impôt. On estimait à 5,2 milliards de dollars le coût de ce projet, auquel devaient s'ajouter 3,3 milliards de dollars de dépenses liées à la production. La date prévue pour le parachèvement des détails de l'accord, d'abord fixée au 31 mars 1989, a été reportée à plusieurs reprises et n'a finalement été atteinte que le 14 septembre 1990. La production de 125 000 barils par jour (pour le marché américain), qui devait initialement débuter en 1992 et se poursuivre pendant 18 ans a en fait commencé en novembre 1997.

Le gouvernement fédéral et la province de Terre-Neuve ont négocié avec le consortium pour veiller à ce que deux des cinq nouveaux modules de la plate-forme soient construits dans la province. Terre-Neuve aimerait se faire connaître comme centre spécialisé dans la construction de plates-formes de forage en mer. La province a fini par accepter la construction d'un seul module, plutôt que de deux, et l'exécution de certains travaux accessoires sur son territoire. La plus grande partie des travaux de construction des quatre autres modules, d'une valeur maximale de 300 millions de dollars, était censée être réservée à des sociétés canadiennes. Terre-Neuve s'attendait à tirer 10 000 années-personnes de travail pendant les six ans que durerait la construction. En septembre 1991, le ministre des Pêches du Canada, M. John Crosbie, a annoncé que trois millions de dollars en fonds de formation serviraient à préparer des Terre-Neuviens à occuper des emplois dans le cadre du projet Hibernia.

Avant l'adoption, le 6 novembre 1990, de la loi fédérale autorisant l'octroi de 2,7 milliards de dollars sous forme de subventions et de garanties de prêts, on a obtenu 95 millions de dollars du Fonds Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers pour atteindre l'objectif de septembre 1990 en ce qui a trait à l'émission des appels d'offres pour la construction.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

En novembre 1991, le gouvernement fédéral a négocié avec le consortium un accord prévoyant que 25 p. 100 de ses garanties de prêts seraient pris en charge par des prêteurs privés si certains critères économiques étaient remplis une fois la production commencée.

Après le démarrage du projet, l'un des quatre membres du consortium, Gulf Canada Resources Ltd., a mis en vente la moitié de ses intérêts dans ce projet, lesquels correspondaient à 25 p. 100. Ensuite, il s'est retiré complètement du projet en février 1992. Le consortium regroupait alors les sociétés suivantes : Mobil Oil (28 p. 100), Petro-Canada (25 p. 100), Chevron Canada (22 p. 100) et Gulf Canada (25 p. 100). Mobil avait fourni 1,1 milliard de dollars, Petro-Canada, un milliard, Chevron, 879 millions et la contribution du gouvernement fédéral était d'un milliard de dollars. La contribution d'un milliard de dollars promise par Gulf, avait été évidemment annulée. Jusque là, le consortium avait dépensé 450 millions de dollars.

Terre-Neuve et le Canada avaient convenu d'indemniser les partenaires en leur remboursant 75 p. 100 des dépenses d'exploitation du projet au-delà du 15 mai 1992, s'il était impossible de trouver un remplaçant à Gulf et s'il fallait mettre le projet en veilleuse. Le 15 janvier 1993, le gouvernement fédéral a annoncé qu'un nouvel accord avait été conclu. Murphy Oil, de El Dorado (Arkansas), acquerrait 6,5 p. 100 des parts de Gulf, Mobil Oil et Chevron augmenteraient chacun de 5 p. 100 leur participation au projet, et le gouvernement du Canada ferait l'acquisition des 8,5 p. 100 des parts restantes. Ces dernières seraient détenues par une filiale nouvellement constituée de la Corporation de développement des investissements du Canada (la Société de gestion Canada Hibernia). De plus, le gouvernement a offert aux trois partenaires des prêts sans intérêt pouvant atteindre 132 millions de dollars. Le projet était jugé viable aux prix du pétrole de l'époque, qui variaient entre 20 et 30 dollars le baril.

En avril 1994, Petro-Canada a annoncé que la complexité du projet avait entraîné un dépassement des coûts de l'ordre de un milliard de dollars et un retard de six mois sur le calendrier des travaux. NODECO (Newfoundland Offshore Development Constructor) a été remplacée par Norwegian Contractors, un consortium qui supervisait NODECO depuis l'automne 1993.

En octobre, la société de gestion a déplacé la partie électrique du contrat offshore de Marystown (Terre-Neuve) au chantier maritime de Saint John (Nouveau-Brunswick), ce qui a entraîné la perte de 300 à 400 emplois. Le chantier M.I.L. Davie Inc., un concurrent du chantier

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

de Saint John, a contesté la décision, alléguant qu'elle est contraire au plan de retombées d'Hibernia. En décembre 1994, le gouvernement du Canada a indiqué qu'il n'existe pas de recours en justice dans de tels cas. Il a demandé qu'il soit procédé à un examen de la mise en œuvre de ce plan de retombées.

Comme il a été mentionné, à la fin de juin 1997, 5,4 milliards de dollars avaient déjà été dépensés pour ce projet, dont 4,0 milliards au Canada et, de ce montant, environ 2,6 milliards à Terre-Neuve.

Des chantiers navals de la Corée et de l'Italie ont obtenu les contrats de construction de quatre des cinq supermodules servant à loger les équipes de travail et à entreposer le matériel de forage qui seront installés sur la structure de forage. Le cinquième a été construit à Terre-Neuve par un consortium canado-norvégien. (Ce dernier contrat de 350 millions est plus élevé que les quatre autres réunis.) Le coulage du béton pour la structure de forage a commencé en avril 1993. Des changements aux plans et la lenteur des travaux de construction ont retardé jusqu'à novembre 1994 le remorquage de la structure de béton et d'acier jusqu'en haute mer. À l'origine, la structure à embase-poids devait coûter 1,2 milliard de dollars, mais le coût a augmenté de 30 p. 100. Les modules qui étaient sur le quai d'assemblage ont été fixés sur la base de béton au début de 1997.

c. Faits récents

Le remorquage de la structure à embase-poids vers son emplacement définitif a commencé le 23 mai 1997, et le trajet de 500 kilomètres a duré 9 jours; la structure de 224 mètres reposera sur le fond de l'océan, à 80 mètres de profondeur. Une fois la structure installée en juin 1997, on a ajouté plus de 400 000 tonnes de minerai de fer comme ballast à l'embase-poids sur une période de 30 jours. L'installation du système de chargement en mer, destiné à remplir les pétroliers, s'est faite simultanément. Le forage du premier puits de production a commencé le 28 juillet 1997, et le second, le 1er août. La production, qui nécessitera la création d'environ 1 000 emplois, a débuté le 17 novembre 1997.

Le projet Hibernia a franchi une autre étape en mars 1998 quant le site du chantier de construction de Bull Arm a été cédé au gouvernement provincial pour la somme de 1 $. Toutes les parties avaient convenu que cette cession aurait lieu lorsque la production d'Hibernia atteindrait trois millions de barils chargés à bord des pétroliers. La marque des trois millions de barils a été atteinte en février. Le site avait déjà été loué à une société qui construit des modules

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

de superstructure pour l'installation de production flottante destinée au projet Terra Nova dont il est question ci-après.

Deux autres puits de production et plusieurs puits d'injection d'eau ont été forés en 1998. **Hibernia a continué de bien produire; au cours des deux derniers mois de 1999, le gisement a produit un nombre record de 150 000 barils de pétrole par jour. Le dernier trimestre de 1999, on a apporté certaines modifications à la plate-forme et au procédé de production de façon à augmenter le rythme de production pour qu'il atteigne jusqu'à 180 000 barils par jour.**

Un autre fait nouveau d'importance pour Hibernia sera, en 2000, le début de la production du réservoir Avalon, situé à environ 1 300 mètres au-dessus du réservoir Hibernia, lieu de toute la production jusqu'ici. Le réservoir Avalon est, semble-t-il, plus complexe; il faut donc encore procéder à certains travaux de développement pour assurer la réalisation de tout son potentiel.

4. Autres projets de mise en valeur sur les Grands Bancs

En décembre 1995, Petro-Canada, à la tête d'un consortium, a annoncé qu'elle allait exploiter son gisement Terra Nova, dont le potentiel est évalué entre 300 et 400 millions de barils de pétrole. Ce projet coûtera 4,5 milliards et sa production moyenne sera de quelque 115 000 barils par jour sur une période de 15 à 20 ans; elle devrait commencer en 2001. Situé à 350 km au sud-est de St. John's, Terra Nova est le deuxième gisement pétrolifère en importance sur les Grands Bancs, après celui d'Hibernia, qui renferme 600 millions de barils. Plusieurs sociétés s'en partagent la propriété, soit Petro-Canada (29 p. 100), Mobil Oil Canada Properties (22 p. 100), Husky Oil Operations Ltd. (17,5 p. 100), Norsk Hydro (15 p. 100), Murphy Oil Co. Ltd. (12 p. 100), Mosbasher Operating Ltd. (3,5 p. 100) et Chevron Canada (1 p. 100).

Les travaux de mise en valeur de Terra Nova consisteront à construire une installation de production, de stockage et de déchargement flottante plutôt qu'une structure fixe comme dans le cas d'Hibernia. On a préféré une installation flottante à cause des conditions météorologiques extrêmes, de la présence de nombreux icebergs et de la grande profondeur de l'eau sur le site de Terra Nova. La fabrication de la coque a débuté en août 1998 aux chantiers Daewoo, en Corée du Sud. **L'installation a quitté la Corée en décembre 1999 et est arrivée dans le bras Bull, à Terre-Neuve, en février 2000. Les modules de la superstructure seront**

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

installés, ce qui permettra l'arrimage final et la mise en service. On fore actuellement les six premiers puits, et la production débutera en décembre 2000 si tout va comme prévu.

L'exploration reprend aussi sur les Grands Bancs à proximité des gisements Hibernia et Terra Nova, grâce aux 90,3 millions de dollars qu'Amoco Canada prévoit investir dans l'exploration au cours des cinq prochaines années, à compter de 1997. Les partenaires de Terra Nova et Hibernia dépenseront pour leur part 125,5 milliards de dollars. Le consortium d'Hibernia (sauf Husky Oil) a continué de forer à Hebron pour à évaluer la viabilité commerciale du gisement Hebron-Ben Nevis.

Un autre consortium, dirigé par Husky Oil, a des plans pour un grand projet de 1,5 milliard de dollars visant à exploiter le gisement de Whiterose qui, selon les estimations, contiendrait 178 millions de barils de pétrole. Les forages de délimitation et les essais hydrauliques ont débuté en août 1999 et ils se poursuivent. C'était la première fois depuis une décennie à l'été 1999 que deux installations de forage semi-submersibles étaient simultanément en service sur les Grands Bancs. **La décision d'exploiter la partie sud du gisement Whiterose sera prise plus tard en 2000. Si le feu vert est donné, la production pourrait commencer dès la fin de 2003. Le niveau d'activité au large de Terre-Neuve a incité plusieurs pétrolières à construire un dépôt de transit à Whiffen Head, dans l'isthme qui relie la presqu'île Avalon au reste de Terre-Neuve. Le dépôt, dont les trois premiers réservoirs ont chacun une capacité de 500 000 barils, reçoit du pétrole d'Hibernia par navire-citerne. Le pétrole y est stocké provisoirement, puis acheminé aux marchés par d'autres navires-citernes.**

Un navire-citerne a déchargé pour la première fois à Whiffen Head en octobre 1998. En mars 2000, 72 chargements avaient été reçus du gisement d'Hibernia, et quelque 45 millions de barils de pétrole avaient transité par le dépôt. Newfoundland Transhipment Limited, propriétaire du dépôt, a annoncé en janvier 1999 qu'elle y ajouterait 2 réservoirs de stockage de 500 000 barils, pour y recevoir le pétrole du gisement Terra Nova. Cette deuxième phase de construction doit se terminer en octobre 2000.

Toute cette activité en mer a conduit Mobil, Chevron et Petro-Canada à planifier la construction d'un terminal de transbordement ayant une capacité de stockage de 3,5 millions de barils de pétrole brut. Ce terminal, situé à Whiffin Head, à 100 kilomètres à l'est de St. John's devait au départ coûter 120 millions de dollars. Lorsque les coûts réels ont atteint 190 millions de dollars, le consortium a admis en son sein une société spécialisée dans les

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

installations de stockage, la IMTT de la Nouvelle-Orléans. Cette société détient maintenant, comme Petro-Canada, une participation de 20 p. 100 dans le projet. Les participations de Mobil et de Chevron demeurent inchangées à 30 p. 100 chacune. Le plan de transbordement prévoit aussi deux navires pétroliers de 150 millions de dollars, ayant chacun une capacité de 850 000 barils de brut. Ils feront la navette entre la plate-forme et le terminal, où le pétrole sera stocké, puis, par la suite, éventuellement transbordé à bord de pétroliers classiques à destination des raffineries américaines, canadiennes et européennes.

CHRONOLOGIE

7 juin 1966 -	Forage du premier puits au large de la côte Est du Canada, dans les Grands Bancs.
nov. 1978-juin 1979 -	Le forage du puits Venture D-23 au large de l'île de Sable conduit à une découverte importante de gaz naturel. On estime que le champ Venture contiendrait 72 milliards de mètres cubes (2,5 trillions de pieds cubes) de gaz.
mai-novembre 1979 -	Découverte importante de pétrole au puits Hibernia P-15 dans les Grands Bancs. Des forages subséquents révèlent la présence d'un gisement d'environ 115 millions de mètres cubes (720 millions de barils) de pétrole.
12 février 1982 -	Le gouvernement de Terre-Neuve soumet la question de la propriété des ressources situées au large des côtes à la Cour suprême de Terre-Neuve.
15 février 1982 -	Naufrage de la plate-forme de forage Ocean Ranger, dans le champ Hibernia, entraînant la perte de ses 84 membres d'équipage.
2 mars 1982 -	Signature de l'Accord entre le Canada et la Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes et sur le partage des recettes.
mars 1982 -	Adoption de la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada* créant l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) chargée d'administrer l'exploitation des ressources pétrolières et gazières sur les terres du Canada. Les ressources situées au large de la côte Est sont incluses dans les terres du Canada, ce qui entraîne des protestations de la part de Terre-Neuve, qui réclame la propriété de ces ressources.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

29 juin 1982 - La *Loi sur le programme d'encouragement du secteur pétrolier* reçoit la sanction royale. Ce programme offre des subventions à l'exploration aux sociétés qui satisfont à certaines exigences concernant le taux de participation canadienne et qui prospectent sur les terres du Canada.

17 février 1983 - La Cour suprême de Terre-Neuve rend son jugement, déclarant que les ressources situées au large des côtes appartiennent au gouvernement fédéral.

8 mars 1984 - La Cour suprême du Canada statue que le gouvernement fédéral a compétence sur les ressources minières et les autres ressources naturelles du gisement Hibernia, situé au large de la côte de Terre-Neuve.

30 juin 1984 - Le projet de loi autorisant l'Accord entre le Canada et la Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes reçoit la sanction royale.

11 février 1985 - Les gouvernements du Canada et de Terre-Neuve signent l'Accord atlantique, entente à long terme pour la gestion commune des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes.

30 octobre 1985 - Un nouveau régime de crédits d'impôt de 150 à 250 millions de dollars par année est annoncé pour l'exploration au large des côtes.

17 juin 1986 - La Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve reçoit la sanction royale.

24 juin 1986 - L'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers annonce qu'il approuve les plans relatifs à l'exploitation et aux avantages d'Hibernia.

1er octobre 1986 - Le gouvernement du Canada supprime l'impôt fédéral sur les revenus pétroliers.

25 mars 1987 - La *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve* reçoit la sanction royale.

29 mai 1987 - La loi de la Nouvelle-Écosse intitulée *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act* reçoit la sanction royale.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

21 juillet 1988 -	Le projet de loi C-75, *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse* sur les hydrocarbures extracôtiers, reçoit la sanction royale.
février 1992 -	Gulf Canada Resources Inc. se retire du projet Hibernia.
23 juin 1992 -	Le projet de loi C-58, *Loi modifiant la Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz*, reçoit la sanction royale.
15 janvier 1993 -	Le gouvernement du Canada annonce qu'un accord a été conclu pour que le projet Hibernia se poursuive avec de nouveaux partenaires.
17 novembre 1997 -	Début de la production à Hibernia.

BIBLIOGRAPHIE SÉLECTIVE

« Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes et sur le partage des recettes ». 2 mars 1982.

Canada. Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. *Rapport annuel*. Ottawa, diverses années.

Commission royale sur le désastre marin de l'Ocean Ranger. Rapport premier, *La perte de l'installation de forage semi-submersible Ocean Ranger et de son équipage*. Août 1984.

Renvoi relatif au plateau continental de Terre-Neuve, [1984] 1 R.C.S. 86.

Terre-Neuve et Labrador. Ministère du Développement et Direction du pétrole. *Economic Impact of Future Offshore Petroleum Exploration*. Mai 1981.

Site web de l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers : http://www.cnopb.nfnet.com

Site web d'Hibernia : http://www.hibernia.ca